



Windenergieprojekt Stierenberg

Aktualisiertes Windgutachten mit Ertragsprognosen basierend auf Mast- und LIDAR-Messungen

AUSZUG FÜR WEBSITE
Stand: 31. Januar 2019

Zusammenfassung

Roland und Priska Wismer sind daran interessiert ein Windenergieprojekt auf dem Stierenberg in der Gemeinde Rickenbach, Kanton Luzern zu realisieren. Die Firma Ge:Net führte während 16 Monaten zwischen Dezember 2015 und April 2017 Windmessungen an einem 85 m-Mast auf dem Stierenberg durch. Meteotest führte eine zusätzliche Windmessung mit einem LIDAR neben dem Messmast durch. Die LIDAR-Messung dauerte vom 15. Februar bis 23. April 2017.

Meteotest wurde beauftragt die Daten des Messmasts und des LIDAR auszuwerten und ein Windgutachten zu erstellen. Dieses Gutachten umfasst die Auswertung der Mastmessung, die Extrapolation der Mastmessung mit der LIDAR-Messung auf die vorgesehene Nabenhöhe, die dreidimensionale Windmodellierung und die anhand von diesen Resultaten berechneten Ertragsprognosen. Die detaillierte Auswertung der LIDAR-Messung ist in einem separaten Bericht enthalten.

Am Messstandort wurde während der Messperiode eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5.2 m/s auf 87 m über Grund gemessen. Durch den langjährigen Abgleich mit den Daten der MeteoSchweiz-Station Napf, wurde der Mittelwert am Maststandort um 5% reduziert und beträgt **5.0 m/s auf 87 m** über Grund.

Die Zeitreihe der langjährig abgeglichenen Windgeschwindigkeiten auf 87 m am Mast wurde auf die projektierte Nabenhöhe (120 m) extrapoliert. Die mittlere extrapolierte Windgeschwindigkeit am Maststandort beträgt **5.3 m/s auf 120 m** über Grund.

Die Ertragsprognosen wurden mit WEA der Typen **Vestas V112, 3.3 MW**, **Vestas V126, 3.3 MW** und **Enercon E126, 3.5 MW** für ein Parklayout mit drei Windturbinen gerechnet.

Eine für planerische Zwecke bestimmte Unsicherheitsrechnung und eine Risikoanalyse sind weitere Bestandteile des vorliegenden Windgutachtens. Die langjährige Unsicherheit bezogen auf den Energieertrag beträgt **12.7%**.

Die folgende Tabelle enthält eine Zusammenfassung der Ertragsprognosen für den geplanten Windpark mit drei WEAs.

Turbinentyp:	Vestas V112	Vestas V126	Enercon E126
Nennleistung:	3.3 MW	3.3 MW	3.5 MW
Anzahl Turbinen:	3	3	3
Nabenhöhe:	120 m	117m	116m
Energieertrag brutto [MWh/a]	18'317	21'696	21'913
mittlerer Kapazitätsfaktor	21.1	25.0	23.8
mittlere Volllaststunden [h]	1'850	2'192	2'087
Verlust Parkeffekt (Mittelwert)	0.3%	0.4%	0.4%
Verlust Verfügbarkeit	3%	3%	3%
Elektrische Verluste	1%	1%	1%
Energieertrag netto EP50 [MWh/a]	17'523	20'744	20'950
mittlerer Kapazitätsfaktor	20.2	23.9	22.8
mittlere Volllaststunden [h]	1'770	2'095	1'995
Energieertrag netto EP75 [MWh/a]	16'021	18'966	19'155
mittlerer Kapazitätsfaktor	18.5	21.9	20.8
mittlere Volllaststunden [h]	1'618	1'916	1'824
Energieertrag netto EP90 [MWh/a]	14'671	17'367	17'540
mittlerer Kapazitätsfaktor	16.9	20.0	19.1
mittlere Volllaststunden [h]	1'482	1'754	1'670

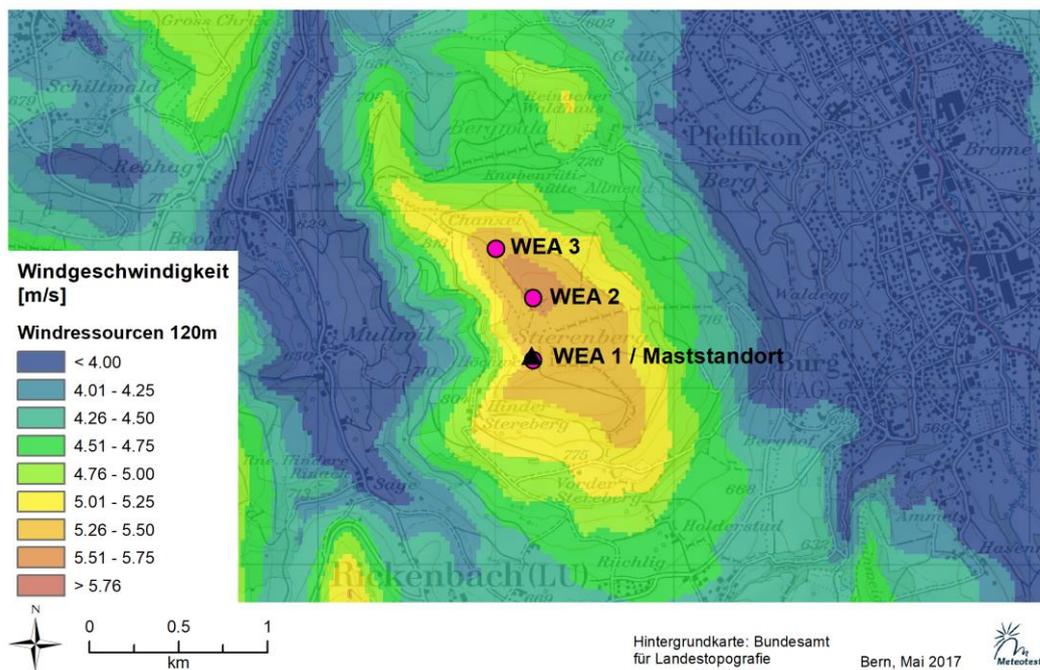


Abbildung 16: Mittlere langjährige Windgeschwindigkeit auf **120 m über Grund** und der Standort der Mastmessung.

9 Energieertrag

9.1 Standort der Windturbine

Der Auftraggeber hat zwei Windparklayouts ausgearbeitet. Die Energieerträge werden für diese Standorte (Tabelle 11 und Tabelle 12) berechnet.

Tabelle 11: Koordinaten und Höhen der Standorte der V112-Turbinen

Standorte	CH-Landeskoordinaten LV03		Höhe über Meer [m]
WEA1	654'210	232'160	859
WEA2	654'210	232'510	864
WEA3	654'000	232'790	841

Tabelle 12: Koordinaten und Höhen der Standorte der V126 und E126-Turbinen

Standorte	CH-Landeskoordinaten LV95		Höhe über Meer [m]
WEA1a	2'654'201	1'232'176	857
WEA2	2'654'210	1'232'510	864
WEA3a	2'654'031	1'232'751	848

9.2 Windturbinentyp

Tabelle 13 fasst die WEA-Typen und die Nabenhöhen, für welche die Ertragsberechnungen durchgeführt wurden, zusammen. Die Leistungskurven der Windturbinen sind in Anhang A enthalten.

Tabelle 13: WEA-Typen, für welche die Ertragsberechnungen durchgeführt wurden.

WEA	Nennleistung [MW]	Rotor-durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]
Vestas V112	3.3	112	120
Vestas V126	3.3	126	117
Enercon E126	3.5	126	116

9.3 Berechnung der Energieerträge

Die **Brutto-Energieerträge** (E brutto in Tabelle 15 bis Tabelle 17) wurden durch die Verknüpfung der modellierten Windstatistik mit der Leistungskurve der WEA (Anhang A) berechnet und entsprechen dem Erwartungswert gemäss den verfügbaren Daten. Die Leistungskurve der Anlage wurde für die Luftdichte auf Na-

benhöhe korrigiert. Die Luftdichte wurde unter Annahme einer Standardatmosphäre berechnet (Tabelle 14).

Tabelle 14: Luftdichte auf Nabenhöhe (120m ü. G.) bei den WEA Standorten.

Mittlere Luftdichte [kg/m ³]
1.126 - 1.129

Zur Berechnung des **Netto-Energieertrags** E_{P50} ($E_{\text{netto } E_{P50}}$ in Tabelle 15) wurden folgende Abschläge eingeführt:

- Verfügbarkeit der WEA: 3% Abschlag
- Elektrische Verluste: 1% Abschlag

Ertragsausfälle durch Vereisung wurden nicht berücksichtigt.

Tabelle 15 bis Tabelle 17 zeigen die Ertragsprognosen für jede WEA, sowie für den gesamten Windpark. Der Energieertrag E_{P50} bezeichnet den Ertrag mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 50% und einem Risiko der Unterschreitung von 50%. Der Energieertrag E_{P75} ($E_{\text{netto } E_{P75}}$) bezeichnet den Ertrag mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 75%, bzw. einem Risiko von 25%, dass er im Mittel nicht erreicht wird (Kapitel 11).

Tabelle 15: Ertragsprognose für WEAs des Typs **Vestas V112 3.3 MW mit 120 m Nabenhöhe.**

WEA	v_mean auf Nabenhöhe [m/s]	E brutto [MWh/a]	E netto E_{P50} [MWh/a]	E netto E_{P75} [MWh/a]	E netto E_{P90} [MWh/a]	Parkeffekt [%]
WEA1	5.3	5'836	5'585	5'106	4'676	0.3
WEA2	5.5	6'311	6'027	5'511	5'046	0.5
WEA3	5.4	6'170	5'911	5'404	4'949	0.2
Mittelwert / Total	5.4	18'317	17'523	16'021	14'671	0.3

Tabelle 16: Ertragsprognose für WEAs des Typs **Vestas V126 3.3 MW** mit **117 m Nabhöhe**.

WEA	v_mean auf Na- benhöhe [m/s]	E brutto [MWh/a]	E netto E _{P50} [MWh/a]	E netto E _{P75} [MWh/a]	E netto E _{P90} [MWh/a]	Parkeffekt [%]
WEA1a	5.3	6'863	6'566	6'003	5'497	0.3
WEA2	5.5	7'489	7'148	6'535	5'984	0.6
WEA3a	5.5	7'344	7'030	6'428	5'886	0.3
Mittel- wert / Total	5.4	21'696	20'744	18'966	17'367	0.4

Tabelle 17: Ertragsprognose für WEAs des Typs **Enercon E126 3.5 MW** mit **116 m Nabhöhe**.

WEA	v_mean auf Na- benhöhe [m/s]	E brutto [MWh/a]	E netto E _{P50} [MWh/a]	E netto E _{P75} [MWh/a]	E netto E _{P90} [MWh/a]	Parkeffekt [%]
WEA1a	5.3	6'923	6'623	6'055	5'545	0.4
WEA2	5.5	7'570	7'225	6'606	6'049	0.6
WEA3a	5.5	7'420	7'102	6'494	5'946	0.3
Mittel- wert / Total	5.4	21'913	20'950	19'155	17'540	0.4